



# La mise aux enchères universelle de droits de tirage sur le nucléaire, une voie de sortie équitable des tarifs réglementés sur le marché de masse

Dominique Finon, Elliot Romano

## ► To cite this version:

Dominique Finon, Elliot Romano. La mise aux enchères universelle de droits de tirage sur le nucléaire, une voie de sortie équitable des tarifs réglementés sur le marché de masse. 2008. hal-00866570

**HAL Id: hal-00866570**

**<https://hal.science/hal-00866570>**

Preprint submitted on 30 Sep 2013

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



**C.I.R.E.D.**  
CENTRE  
INTERNATIONAL  
DE RECHERCHE  
SUR L'ENVIRONNEMENT  
ET LE DÉVELOPPEMENT

## **La mise aux enchères universelle de droits de tirage sur le nucléaire**

Une voie de sortie équitable des tarifs règlementés  
sur le marché de masse

Dominique FINON,  
Directeur de Recherche CNRS, CIRED & Gis LARSEN

et  
Elliot ROMANO,  
Chercheur associé\*

**Working Paper CIRED**

**Décembre 2008**

Elliot ROMANO est aussi économiste dans une autorité de régulation indépendante. Les développements et les opinions exprimés ici n'engagent aucunement son organisme d'appartenance

**C.I.R.E.D.** UNITÉ MIXTE DE RECHERCHE  
EHESS ET CNRS - UMR 8568

JARDIN TROPICAL

45 BIS AVENUE DE LA BELLE GABRIELLE

94736 NOGENT-SUR-MARNE CEDEX - FRANCE

TEL : (33-1) 01 43 94 73 73

FAX : (33-1) 01 43 94 73 70

<http://www.centre-cired.fr>

## Introduction

Faire profiter les petits consommateurs de la rente du nucléaire par le maintien de tarifs réglementés bien calibrés oblige à diverger de la logique des tarifs par défaut qui ont pour logique de protéger les petits consommateurs contre la volatilité des prix ou le pouvoir de marché des fournisseurs s'ils sont en petit nombre. Tout dispositif de tarifs réglementés dérogerait aux principes de la directive 2003 dans la mesure où la finalité de ces tarifs dépasserait des objectifs de service public qui sont autorisés par la directive (art.3).

L'approche de sortie des tarifs présentés ici consisterait à considérer les actifs nucléaires de l'opérateur semi-public français comme un patrimoine appartenant aux citoyens français qui ont accepté le développement de ces équipements et qui, en tant que consommateurs, ont déjà largement payé ces actifs à ce jour<sup>1</sup>. On propose donc une solution où tous les fournisseurs offriraient des prix concurrentiels sur le marché de masse (celui des consommateurs de moins de 36 kW), en ayant tous la possibilité d'accéder aux productions des centrales nucléaires existantes sur des bases non discriminatoires. Pour satisfaire leurs clients sur ce marché de masse, ils se fourniraient, pour l'achat des quantités correspondant au ruban de leur charge correspondante non pas sur le marché de gros (spot ou contrats), mais par des achats aux enchères de bloc de production nucléaire, qu'ils soient un entrant ou le fournisseur historique qui est le propriétaire de ces actifs. On ferait donc de l'accès à la production nucléaire un élément de la concurrence entre fournisseurs, le fournisseur historique inclus. On n'aurait donc pas comme à présent d'un côté les offres du fournisseur d'électricité à tarif réglementé et de l'autre celles des concurrents qui achèteraient aux enchères des droits de tirage pour pouvoir vendre aussi de l'électricité à un tel prix, mais tous les fournisseurs qui se concurrenceraient pour l'achat de droits de tirage afin de vendre sur le marché de masse.

C'est une démarche voisine de celle mise en oeuvre au Québec pour faire bénéficier les consommateurs québécois de l'électricité bon marché produite par des grands équipements hydrauliques largement amortis en conduisant l'entreprise Hydroquébec à leur abandonner la rente hydraulique. La loi sur la Régie de l'Électricité impose à Hydroquébec Production de vendre au fournisseur, Hydroquébec Distribution un très grand bloc de 165 TWh aux coûts historiques (Contrairement à EDF, il a conservé le monopole de commercialisation). Ce bloc couvre environ 93% de la consommation d'électricité du Québec. Le reste de la consommation est couvert par des achats réalisés par Hydroquébec Distribution par des contrats de long terme à prix non régulés auprès des nouveaux producteurs entrés dans le cadre d'appel d'offres. Le dispositif est simple à mettre en oeuvre dans la mesure où Hydroquébec Distribution bénéficie du monopole d'achat de gros et conserve celui de la vente au détail. Il est à adapter au système français où il y a ouverture totale de la concurrence de détail depuis juillet 2007.

En se situant dans la même perspective, le gouvernement français ferait le choix de faire bénéficier les petits consommateurs (définis comme consommateurs de moins de 30 kW) d'un droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants<sup>2</sup>. Il y aurait une discrimination claire entre le marché aux gros

---

<sup>1</sup> Nous avons étudié la question de la rente de rareté du nucléaire existant qui découle de la libéralisation et de l'intégration des marchés électriques de la plaque continentale, ainsi que la question de l'efficacité de différents modes de réallocation de la rente dans plusieurs articles et working paper récents.

Romano E., 2007, La formation des prix sur un marché à dominante nucléaire, Working Paper LARSEN n° 9, site du LARSEN, [www.gis-larsen.org](http://www.gis-larsen.org)

Finon D., Glachant J.M. (2008), "La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France", *Revue de l'Energie*, n° 581, Janvier-février, (repris dans *Enerpresse*, n° 9563 et 9564, 25 et 26 avril 2008, voir aussi site du LARSEN, [www.gis-larsen.org](http://www.gis-larsen.org))

Finon D., Romano E. (2008) Electricity market integration under restriction on deployment of efficient technologies: redistribution effect instead resource reallocation (soumis à *Energy Policy*, décembre 2008)

<sup>2</sup> Ce mécanisme de redistribution basé sur le marché évite de recourir à des prix réglementés séparés des prix de marché et qui seraient rattachés aux coûts de la production nucléaire d'EdF pendant la période de base. Cette réallocation serait plus directe, mais elle ne rentre pas dans le respect des principes concurrentiels de la

consommateurs et celui des petits consommateurs, la justification étant que l'alignement des prix industriels sur les prix de marché apparaît inéluctable et que les citoyens français assimilés aux ménages et à leurs administrations sont en droit de bénéficier de prix concurrentiels certes, mais moins élevés que ceux du marché français intégré avec ses voisins.

Comme il y a plusieurs intermédiaires en concurrence, le bénéfice de cet usufruit pourrait se concrétiser et se transmettre aux consommateurs à travers l'attribution aux enchères des droits à tous ces intermédiaires, « EdF-fournisseur » inclus, pour des ventes exclusives sur le marché de petits consommateurs. La logique concurrentielle conduirait les fournisseurs à répercuter leur coût plus bas d'acquisition d'électricité nucléaire dans les prix de détail. Pour ce faire des garde-fous seraient mis pour empêcher les arbitrages des fournisseurs avec les autres marchés (marché de gros, industriels et exportations).

## **1. Un mécanisme de marché pour allouer les droits de tirage à tous les concurrents**

La conception de ce mécanisme de marché s'inspire de trois types de dispositifs :

1. le dispositif espagnol de VVP dans un marché d'entreprises quasi verticales, qui a été mis en place en juin 2007 ; pour éviter les rentes des compagnies verticales associées au self-dealing des VPP obligatoires sont organisés sur les capacités de production d'Iberdrola et d'Endesa pour approvisionner sur un pied d'égalité tous les fournisseurs pour leurs ventes aux industriels comme aux petits consommateurs, même ces deux compagnies intégrées verticalement,
2. les dispositifs d'appel d'offres ou d'enchères mis en place dans différents pays et juridictions (Maryland, New Jersey, Italie, Espagne) pour approvisionner les fournisseurs en charge de l'obligation de fourniture par défaut dans leur ancienne zone de desserte,
3. le mécanisme mis en place par EDF d'attribution de droits de tirage « *dans des conditions non discriminatoires au regard des conditions réservées à ses propres activités aval* »<sup>3</sup> à la suite des recommandations du Conseil de la concurrence dans sa décision de décembre 2007 dans le conflit entre EDF et Direct Energie (voir encadré).

La différence avec ce dispositif serait double : le dispositif inclurait le fournisseur EdF et non les seuls fournisseurs alternatifs, et l'attribution de droits de tirage se ferait non pas à un prix défini par avance, mais selon le prix qui se dégagerait de l'enchère.

### ***a. Des droits de tirage centrés sur la part ruban de la fourniture sur le marché de masse***

L'attribution de droits serait circonscrite à la fourniture des commercialisateurs sur le marché des petits consommateurs (jusqu'à 36 kW la limite des tarifs jaunes actuels). Les règles du dispositif devront être conçues pour que les quantités allouées correspondent bien à de la production nucléaire et que les quantités enlevées par les fournisseurs ne servent pas à alimenter le marché des industriels.

Pour avoir cette correspondance avec la production nucléaire, les droits de tirage nucléaires mis aux enchères pour tous les acteurs correspondraient au ruban de la charge de ces consommateurs en supposant un profil parallèle à celui de la production nucléaire sur l'année.

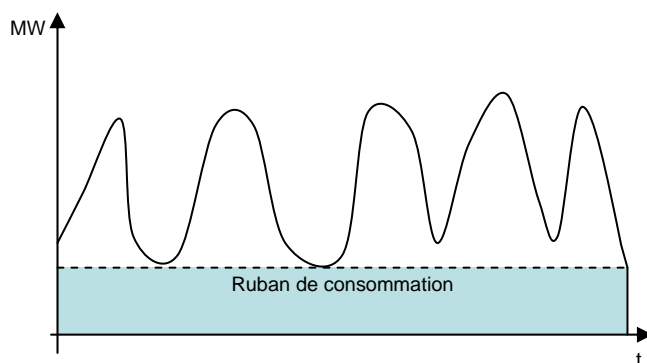
La part des volumes globaux vendus à travers ces contrats de droits de tirage par rapport à la consommation des petits consommateurs ne doit pas excéder la part du ruban nucléaire dans la consommation française.

---

directive.

<sup>3</sup> Conseil de la concurrence., décision n° 07-D-43, 10 déc. 2007 relative à des pratiques mises en oeuvre par Electricité de France

De plus pour qu'il corresponde bien à la production nucléaire française, le produit proposé ne sera pas exactement un ruban de base, mais un produit voisin dont les livraisons sont saisonnalisées en fonction de la disponibilité des centrales nucléaires d'EDF.



**Graphique 1 : Profil de consommation et ruban de consommation.**

Pour donner une idée du montant d'énergie et de puissance sur lequel porterait l'enchère, on identifie la part ruban dans la consommation française. Pour ce faire on part du marché de détail des petits consommateurs, c'est-à-dire des abonnés qui souscrivent une puissance inférieure à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou non résidentiels (profession libérale, artisan, etc.), ce qui représente 182 TWh. On évalue la part ruban dans la consommation totale, soit environ 65%. On en déduit un montant ruban du marché de masse de 118 TWh, ce qui, ramené en puissance correspond à un ruban de 13,5 GW (soit environ 17 GW en capacité installée) pour un facteur de charge moyen de 80%.

	Marché national	Marché de masse
Consommation totale	455 TWh	182 TWh (43%)
Consommation en ruban	300 TWh	118 TWh
	35 GW	13,5 GW
Part ruban	65%	65%

**Tableau 1. Calcul de la part ruban de l'énergie vendue sur le marché de masse**

### ***b. Une procédure d'enchères descendantes***

En s'inspirant des dispositifs d'enchère mis en place dans le New Jersey et en Espagne pour l'approvisionnement des fournisseurs par défaut, une façon d'allouer les blocs de puissance serait de procéder par des enchères descendantes<sup>4</sup>. On partirait du prix maximum ; on opèrerait sur des blocs de puissance de 100 ou 500 MW et pour des contrats de durée suffisamment longue, par exemple 15 ans comme dans le cas du dispositif Direct Energie, pour refléter la moyenne de durée de vie restante des centrales en place.

<sup>4</sup> Dans l'enchère descendante, le vendeur annonce un prix de départ supérieur à l'offre maximale de tous les candidats, puis l'abaisse par étapes, jusqu'à ce qu'un candidat se déclare preneur. Le bien est alors attribué à ce candidat « le plus offrant », à un prix de cession égal à son offre, appelé « premier prix » (les offres des autres candidats restent dans cette procédure inconnues contrairement à l'enchère ascendante). L'enchère descendante est, d'un point de vue stratégique, équivalente à l'enchère fermée au premier prix étant donné qu'un enchérisseur se fondera sur son évaluation initiale du montant auquel il désire faire l'acquisition pour remettre son offre, comme c'est le cas dans l'enchère fermée au premier prix. Elle limite les comportements stratégiques que l'on trouve dans les enchères où les acheteurs sont informés des offres des autres. Elle présente enfin l'avantage d'être rapide.

L'attribution des droits s'effectuerait en plusieurs étapes étalées sur quatre ans, afin de permettre les adaptations des stratégies et faire évoluer éventuellement les parts maximales d'attribution. Une ou deux réouvertures ultérieures pour attribuer des droits mis en réserve serait à prévoir pour des nouveaux entrants.

Un prix de réserve n'est pas nécessaire, compte tenu de la présence du propriétaire des actifs nucléaires parmi les acheteurs. Pour que l'efficacité économique de long terme soit respectée dans l'orientation des choix de fourniture et d'investissements en production dans une perspective de long terme, le prix maximum de départ de l'enchère descendante serait défini en référence au coût de renouvellement du nucléaire existant en prenant en compte les conditions d'investissement en environnement de marché. Il serait rehaussé d'un certain pourcentage pour donner du champ à l'enchère descendante avant le niveau de ce coût de renouvellement.

Deux précautions doivent être prises :

- La quantité qu'achète chacun des acteurs doit être plafonnée de telle sorte que l'acheteur dominant ne prenne pas plus des trois quarts des droits de tirage et que parmi les autres acquéreurs, l'un d'entre eux ne puisse acquérir plus de la moitié des volumes totaux sur le quart restant.
- Une certaine souplesse doit être introduite par une règle permettant le renoncement au droit de tirage au bout d'une certaine durée, notamment si le développement des productions d'un fournisseur alternatif réduit son intérêt d'accéder à ses droits de tirage, notamment avec des centrales à gaz qu'ils continuent à développer pour le reste de leur fourniture.

#### *Comparaison avec des systèmes d'enchère concurrents*

Une façon concurrente de procéder serait de retenir un système proche du système actuel d'attribution des VPP par enchères ascendantes pour des contrats de durées différentes (trois ans, cinq ans, dix ans) et avec un prix dont une part est fixée et l'autre part fait l'objet de l'enchère.

Deux options seraient possibles :

- une structure des prix inspirés des VPP actuels qui reflète la structure de coût du nucléaire avec une part fixée qui correspond au coût variable (8 €/MWh) et une part qui fait l'objet de l'enchère, qui est la prime du contrat d'option qu'est un VVP et qui correspond au coût fixe<sup>5</sup>. Par précaution, il y aurait à définir un prix de réserve qui reviendrait à garantir le recouvrement du coût complet du nouveau nucléaire ;
- une structure de prix proche de celle du dispositif « Direct Energie ». elle comprendrait une partie fixée qui couvrirait l'ensemble du coût complet indicé sur les évolutions possibles du coût des centrales neuves au fur et à mesure de l'apprentissage industriel et une prime supplémentaire. L'enchère s'effectuerait sur cette prime reflétant le paiement de l'accès au droit de tirage sur le nucléaire.

Deux avantages du premier dispositif avec enchère descendante sur ces types de dispositifs méritent s'être soulignés :

- Le désavantage de l'enchère ascendante serait que tous les fournisseurs et pas seulement le fournisseur dominant propriétaire seront tentés de faire monter les prix par arbitrage par rapport au prix du marché de gros ou des prix forward au moment de l'enchère. A l'inverse

---

<sup>5</sup> La structure de prix pourrait être aussi une part fixée couvrant tous les coûts d'exploitation (15 à 20€/MWh) et l'autre part du prix qui fait l'objet de l'enchère et qui serait enclin à s'aligner sur le seul coût du capital.

dans l'enchère descendante, le prix part d'un maximum supérieur au coût complet du nouveau nucléaire et ne montera pas plus haut.

- Le dernier dispositif en fait ne laisse que très peu de place au marché et au mécanisme de révélation des anticipations des agents vis-à-vis du besoin d'installation de nouvelles centrales que manifesteraient des offres de prix élevées, ce que permet le dispositif d'enchères descendantes. Le prix d'accès aux droits de tirage pour tous les concurrents est quasiment régulé, ce qui offre peu d'intérêt à la mise en concurrence de fournisseur tant pour le marché des droits de tirage que pour les ventes de détail.

Nous restons donc par la suite sur le seul dispositif avec enchères descendantes.

### ***c. Une transmission des prix d'acquisition dans les prix de détail sous l'effet de la concurrence***

La transmission dans les prix de détail des prix d'acquisition -- qui seront logiquement moins élevés que les prix du marché de gros (spot, contrats) -- ne sera sans doute pas mécanique. Mais deux contraintes vont jouer en ce sens :

- les différents fournisseurs (dont EDF) étant en compétition, la pression concurrentielle les incitera à transmettre le coût de leur approvisionnement dans leurs offres de prix à leurs clients domestiques ;
- l'interdiction de revendre ces quantités acquises à des consommateurs français de plus de 36 kW et à l'exportation, ce qui maintient toute l'offre d'électricité nucléaire émanant de ces droits de tirage sur le marché de masse.

Cette clause est cruciale, car elle prémunit les fournisseurs alternatifs d'arbitrer les volumes de ces contrats par rapport aux prix du marché. En conséquence, par le biais de la concurrence entre fournisseurs présents (Poweo, Direct Energie, GDFSuez, EDF, et nouveaux entrants), les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, proches du coût complet du nucléaire, sur cette partie de leurs approvisionnements seront répercutés dans les offres aux consommateurs. Sans cette clause, les prix de détail tendraient à s'aligner sur les prix du marché de gros et le dispositif n'aurait pas l'effet recherché.

- *Le besoin de gardes-fou crédibles*

La mise en œuvre de cette clause nécessitera des règles dissuasives et un contrôle de la part du régulateur.

- Si un acquéreur a soutiré pendant un intervalle de temps donné plus d'électricité par droits de tirage que la part rattachée de ses ventes à ses clients artisans, commerçants et ménages sur le marché de masse (c'est-à-dire 65% de ses ventes sur ce marché selon la proportion calculée précédemment), il devra rembourser la différence entre son prix d'achat et le prix spot sur Powernext au producteur nucléaire français sur la quantité partie vers d'autres marchés.
- Le contrôle devra se faire sur une base hebdomadaire, au moins en période de pointe pour éviter les glissements tentants d'énergie vers les autres marchés lors des pics de prix.
- La dissuasion pourrait être renforcée par une pénalité versée au budget public et qui s'ajouterait au remboursement au producteur nucléaire<sup>6</sup>.

## **2. L'intérêt du dispositif**

---

<sup>6</sup> On notera que la référence aux prix du droit de tirage est suffisante pour une bonne évaluation du surplus gagné par l'agent déviant parce qu'on a choisi un système d'enchères descendante. Dans un dispositif d'enchère ascendante, des stratégies pourraient conduire à faire monter les prix des droits pour les rapprocher des prix de marché, afin de minimiser la pénalité, car il s'agirait de systématiser les glissements vers les autres marchés au moment des pics de prix

- *La conformité de la vente de détail avec les principes de concurrence*

L'idée d'attribution de blocs de nucléaire patrimonial aux fournisseurs en concurrence sur une base équitable en incluant donc EDF permet non seulement les entrées et le maintien des entrants sur le marché de détail (comme le cherche le dispositif résultant de la décision « Direct Energie » du CC), mais il permet aussi d'éviter d'avoir des tarifs réglementés sur le marché de masse.

Un problème se pose toutefois au regard des principes des politiques de la concurrence concernant la réservation d'une marchandise à un marché particulier. C'est bien le cas ici quand l'on dissuade les fournisseurs d'arbitrer en revendant les blocs d'énergie de ces droits de tirage sur le marché de gros en OTC ou en spot, ou directement à des consommateurs industriels, ou à l'exportation. Dans la jurisprudence récente de la DG Concurrence sur les contrats de long terme, il a été demandé de supprimer les clauses de non-revente (contrat Exeltium par exemple) ou les clauses de marchés réservés (comme l'étaient les clauses de destination finale des grands contrats gazières).

Mais plusieurs éléments éloignent notre dispositif de ces cas :

- l'acquisition de ces droits de tirage se fait sur des bases concurrentielles transparentes par enchères, ce qui n'est pas le cas dans les situations précédentes ;
- les fournisseurs acquérant l'électricité de ces droits de tirage réservée à la revente sur le marché de détail sont en concurrence sur un marché précis, ce qui n'est pas le cas des gros acheteurs industriels
- les enchères sont ouvertes aux entreprises étrangères souhaitant entrer sur le marché de masse.

Le fait que l'offre du produit labellisé « nucléaire » sur ce marché réservé s'opère sur des bases concurrentielles devrait contrebalancer l'argument jurisprudentiel.

- *Un bon ajustement de la rente du nucléaire*

La mise aux enchères de droits d'accès au nucléaire existant pour attribution de droits à tous les fournisseurs dont le fournisseur historique qui est aussi le propriétaire des actifs nucléaires a pour effet bénéfique de limiter les effets de rente. En d'autres termes, en mettant en concurrence les droits de tirage pour approvisionner tous les fournisseurs du marché de masse, on limite la rente liée au nucléaire sur le marché de masse et on laisse au fournisseur un montant correspondant au coût complet d'une nouvelle centrale nucléaire. De plus on notera qu'il continuera de bénéficier de la totalité de la rente par MWh vendue aux industriels.

- *L'amélioration de l'efficacité économique du signal prix dans la vente de détail :*

La limitation en volume des attributions de droits de tirage au-delà de la part ruban est une incitation pour les fournisseurs à présenter des offres de prix qui reflètent leurs conditions d'approvisionnement. Avec une telle limitation, toute fourniture à un consommateur au-delà de son volume « ruban » devrait lui être fournie à un prix correspondant au prix du marché, puisque le fournisseur a dû acquérir la partie hors ruban soit sur le marché, soit avec ses productions propres qu'il se facture au coût d'opportunité c'est-à-dire au prix du marché. De façon concrète les fournisseurs qui ont souvent comme pratique de différencier leurs prix de vente en fonction des profils de consommation approximatifs de leurs clients. Ils pourront augmenter les différenciations entre types de clients. Ils seront incités aussi à passer des contrats de vente avec des prix saisonniers si les compteurs sont adaptés, ou avec des clauses de changement de prix pour la période d'hiver (avec des fréquences de relevés correspondantes).

- *Une incitation non tronquée à investir en équipement de production sur l'ensemble du mix technologique*

La critique classique qui est faite au maintien des tarifs réglementés inférieurs au prix de marché qui résulte de la rencontre de l'offre et de la demande horaires est que ces tarifs ne reflètent pas la rareté des facteurs de production en relation avec le niveau de la demande. Ils effaceraient en particulier les rentes de rareté sur les capacités de telle ou telle technologie pour la pointe ou la base et en conséquence les bonnes informations nécessaires pour promouvoir de nouveaux équipements. Une



seconde critique est que les VPP ou des droits de tirage attribués aux alternatifs n'incitent pas à investir en capacité de production.

Commençons par cette seconde critique. En réalité les entrants gardent un intérêt important à s'équiper de cycles combinés à gaz pour la gestion de leur risque pour leur fourniture en semi-base et en pointe, plutôt que de se fournir par contrats et sur le spot. C'est le cas bien sûr pour les ventes normales au segment industriel, mais aussi pour les approvisionnements complémentaires des fournisseurs sur le marché de masse dans la mesure où ils doivent se fournir en complément du ruban pendant les périodes de pointe et de semi-base. (Voir les projets de CCGT de Poweo, Direct Energie, SNET, GDFSuez qui fort probablement ne seraient pas mis en question par l'installation de ce dispositif).

L'incitation à investir dans de nouvelles centrales nucléaires demeure, que ce soit pour l'opérateur historique ou pour les grandes compagnies entrant sur le marché électrique national (GDFSuez, voire Eon-SNET). La raison en est simple. Il n'y a pas de distorsion de prix de long terme par rapport à un marché français isolé. Les prix des droits de tirage devraient rester proche du prix maximal de l'enchère descendante parce que l'écart entre le prix de marché et le coût complet du nucléaire sera durablement significatif dans le futur : au minimum 20 à 25€/MWh du fait du renchérissement du prix des combustibles et du carbone. Ceci intensifiera la concurrence pour l'obtention de droits de tirage afin de gagner des parts de marché dans la vente de détail. La part Energie du prix du marché de détail qui résultera de l'acquisition de droits à ces niveaux de prix sera suffisamment rémunératrice pour permettre l'engagement d'investissement dans le nucléaire. De plus la durée du dispositif de 20 ans (avec l'étalement des mises aux enchères) garantit de revenus stables.

Ce qui est important à souligner pour comprendre ce point, c'est que l'on enlève simplement à l'opérateur la rente de rareté du nucléaire qui résulte de l'intégration des marchés. Cette rente de rareté reflète l'inadaptation du parc nucléaire européen et devrait être un signal pour que tous les producteurs du marché européen réinvestissent dans le nucléaire jusqu'à ce que les prix horaires du marché intégré baissent pendant une partie de l'année grâce aux offres massives d'électricité nucléaire sur le marché. Mais des contraintes politiques bloquent ou ralentissent partout les investissements en nucléaire sur les marchés voisins ; de même des contraintes d'acceptabilité gêneraient en France le développement à grande échelle des investissements nucléaire pour l'exportation, sans parler des contraintes de réseau<sup>7</sup>. De ce fait la confiscation d'une partie de la rente de rareté d'EdF ne pose pas de problème d'efficience de long terme. De plus on laisse des marges suffisantes pour les candidats à l'investissement en France quand le besoin de renouvellement des équipements nucléaires se fera sentir.

### **3. Les limites possibles du dispositif**

#### *- Le risque de pouvoir de marché*

Au risque de collusion entre acheteurs dans le système d'enchères, on répond classiquement par l'instauration d'un prix de réserve. Mais les intérêts des acheteurs ne sont pas convergents car l'un des acheteurs en concurrence est le propriétaire des actifs nucléaires, ce qui l'inciterait plutôt à chercher à acquérir des droits de tirage à prix élevés dans le système d'enchères descendante.

---

<sup>7</sup> Cette rente de rareté résulte en effet de l'intégration du marché français libéralisé avec les marchés adjacents, intégration qui provoque la hausse des prix horaires français sur la majorité des heures de l'année par rapport à un marché français qui serait isolé. Le parc du marché intégré de la plaque continentale est sous-optimalisé par rapport au parc de production des producteurs français qui est pratiquement optimisé pour une fourniture purement nationale du fait de l'importance du nucléaire, ce qui se traduit par des prix horaires plus élevés qui dégagent cette rente de rareté. Celle-ci serait une incitation à investir dans tous les pays. Mais les contraintes politiques l'en empêchent dans tous les pays. On est donc loin du modèle de la théorie économique selon la rente de rareté sur un facteur de production incite à l'investissement sur ce facteur.

Par ailleurs les travaux de comparaison des types d'enchères (enchère ascendante, enchère descendante, enchères scellés au premier prix, enchères scellé au second prix à la Vickrey, enchères aux prix offerts), notamment ceux de Klemperer<sup>8</sup>, montre que le système d'enchères descendantes permet de contourner la difficulté puisque un enchérisseur se fondera seulement sur son évaluation initiale du montant auquel il désire faire l'acquisition pour remettre son offre et sans pouvoir se référer aux offres des autres. De plus l'enchère n'est pas répétée, ce qui évite l'adoption de comportements stratégiques.

- *Les interactions possibles entre deux marchés*

Avec ce dispositif on crée deux marchés finaux clairement séparés et on affecte une partie du parc de production de l'opérateur historique à l'un des deux marchés pour des ventes de gros sur un mode différent du régime ordinaire de marché. Un régulateur de la concurrence pourrait considérer que cette production est retirée de l'autre segment de marché, ce qui est susceptible de faire monter les prix à un niveau plus élevé sur ce segment que ce qu'il aurait été sur un marché final sans cloisonnement entre industrie et marché de masse.

Mais on peut répondre que si on fait l'hypothèse que le parc de production des producteurs se partage équitablement et sur les mêmes bases de ventes commerciales entre le marché industriel et le marché de masse, il n'y a pas de capacités nucléaires détournées du premier. A la nuance près que la courbe de charge agrégée des consommateurs industriels peut différer dans sa forme de celle des petits consommateurs. On éviterait ce défaut en calibrant mieux la part ruban des flux consommés sur le marché de masse, par rapport à la part ruban dans la consommation générale de l'économie.

On remarquera aussi que cette segmentation existe de facto dans les systèmes libéralisés, quelle que soit la supervision du régulateur sur les marchés (OFFER, 1997 ; Wright, 2008)<sup>9</sup>, mais en jouant dans tous les systèmes au détriment des petits consommateurs. Nous proposons ici d'inverser la discrimination, mais en préservant la concurrence à la fois pour la fourniture de gros par les droits de tirage et pour la vente de détail.

## 4. Conclusion

Inspirée de la décision du Conseil de la Concurrence dans le cas Direct energie-EDF et du dispositif espagnol et du New Jersey d'enchère descendante pour la fourniture du segment de la fourniture par défaut notamment, le dispositif présente plusieurs avantages.

- Il répond à l'objectif de maintenir des prix de détail débarrassés de la rente de rareté du nucléaire.
- Il présente deux niveaux de concurrence stimulante : celui de l'acquisition de droits de tirage et celui de la fourniture du marché de masse, le système d'enchères descendante étant de ce point de vue un dispositif efficace limitant les risques de collusion
- Il procure à l'ensemble des fournisseurs du marché de détail les mêmes conditions d'approvisionnement, ce qui conduit à une stimulation de la concurrence sur ce marché et par synergie sur l'ensemble des marchés finaux.
- Il permet de conserver l'efficacité du signal prix comme signal à une consommation efficiente par rapport à la modulation de la charge notamment en pointe et semi base.

---

<sup>8</sup>Paul Klemperer, Auction Theory: A Guide to the Literature, *Journal of Economic Surveys*, Vol. 13 n°3, juillet 1999, p.227-286

<sup>9</sup>Wright Ph., Rutledge I., 2008, *Why the reintroduction of price control regulation is the only remedy which will work for domestic consumer?*. (House of Commons Business and Enterprise Committee, 2008: Ev 545)

OFFER, 1997 'Costs and benefits to customers associated with competition in electricity supply from 1998', in Trade and Industry Committee, Liberalization of the Electricity Market, Second Report of Session 1996-97 HC 279-1 (Vol. II), HMSO, London, pp. 115-25.

- Il préserve les incitations à investir en différents types d'équipement de production dont le nucléaire.

Il nous semble d'autant plus intéressant à envisager qu'il préserve l'effet redistributif des tarifs réglementés sous une forme reposant sur le marché, mais en ayant des prix concurrentiels.

## **Annexe**

### **La décision du Conseil de la concurrence dans l'affaire opposant Direct Energie à EDF <sup>10</sup>**

La décision du Conseil de la concurrence vise à permettre la présence des alternatifs sur le marché des petits consommateurs et impose à EDF de contractualiser avec les alternatifs des fournitures de ruban à long terme à un prix proche des coûts de développement du nucléaire.

L'engagement de vente avec un alternatif prend la forme d'un contrat structuré en deux périodes respectivement de cinq ans et de dix ans. Les contrats seront attribués aux enchères en plusieurs étapes pour atteindre 10 TWh d'énergie et 1500 MW de puissance.

Une clause contractuelle impose aux fournisseurs de ne vendre l'énergie correspondant aux blocs qu'aux seuls clients dont la puissance souscrite est inférieure à 36kW. Si l'acquéreur a soutiré plus d'électricité que n'en ont consommé ses clients artisans, commerçants et ménages, il devra rembourser la différence entre son prix d'achat et le prix spot sur Powernext.

Pour la première période des contrats, les prix comprennent deux termes ; le premier terme est fixé pour les 4 premières années : il s'élève progressivement de 36,8 €/MWh en 2008 à 47,2€/MWh en 2012. Le deuxième terme est celui sur lequel porte l'enchère elle-même. Il est désigné par P0 et il est mesuré en €/MW/mois. Il correspond à un prix d'accès au contrat.

Pour la seconde période le prix sera la somme de quatre termes. Trois termes reflètent les coûts de production de l'électricité d'origine nucléaire à partir du nouveau réacteur EPR (coûts variables, coûts d'exploitation, coûts de l'investissement) et leur évolution dans le temps. Le quatrième terme est P0.

En raison de l'absence de toute possibilité de revente aux prix de marché de gros vers d'autres marchés, la prime de l'enchère P0 ne peut excéder la marge du fournisseur sur le marché du détail des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA. Lors des premières enchères sur 500MW en mars 2008, P0 a atteint 2,5 €/MWh

A noter que la quantité mise aux enchères permet aux fournisseurs alternatifs d'ambitionner une croissance annuelle de 10% de leur marché.

Le dispositif offre une certaine souplesse pour les engagements des acheteurs qui lors de la seconde phase pour faire jouer leur droits à sortir de tout ou partie de leur engagement.

---

<sup>10</sup> Conseil de la conc., déc. n°07-D-43, 10 déc. 2007 relative à des pratiques mises en oeuvre par Electricité de France

